

**ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК  
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТОВ  
Швецова А.И.**

*Научный руководитель Синцов И.А., Доцент*

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень, Россия**

Добыча нефти из достаточно небольшой по мощности нефтяной оторочки является часто нерентабельной, а оттого второстепенной и не выполняемой задачей, так что нефтегазоконденсатные месторождения углеводородов предпочитают разрабатывать исключительно как газоконденсатные. Теряется какая-либо возможность добыть и использовать данный углеводородный ресурс, что, на фоне постоянно растущего объема потребления топливного сырья, вскоре станет недопустимой ошибкой в стратегии развития нефтегазовой промышленности.

Нефтяные оторочки относятся к трудноизвлекаемым запасам по причинам сложности происходящих при добыче двухфазных систем гидродинамических процессов. Главным правилом разработки нефтегазоконденсатных залежей является не допускать вторжения нефти в газовую часть, то есть расформирования запасов нефти – потери подвижности той части углеводородов, что можно было извлечь. [1]

Таким образом, существуют два решения данной проблемы:

- преждевременная разработка нефтяной оторочки при консервации газовой шапки;
- одновременная разработка нефтяной и газовой частей.

При любой стратегии отбор из газовой части залежи будет интенсивнее отбора из нефтяной части. Кроме того, у каждого из этих способов так же имеются аспекты, отягощающие ситуацию. [2].

Для описания проблемы в качестве объекта исследования выбрано одно из месторождений Ямала, а именно – пласт БТ<sub>7-8</sub>. Он имеет сложное геологическое строение, представлен переслаиванием песчаных и глинистых пропластков с включениями плотных пород, вскрыт на абс. отм. -3080,7 - -3276,6 м. К нему приурочено четыре нефтегазоконденсатных залежи, на протяжении которых нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,4 до 13,2 м. Проницаемость варьируется в широком диапазоне: от 1 до 279 мД.

Промышленная разработка объекта БТ<sub>7-8</sub> началась в 2012 году с ввода в эксплуатацию нефтяной части с консервацией газовой. Но при пересчете запасов в 2015 г. существенно изменились представления о геологическом строении, в частности, были показаны условные линии тектонических нарушений. Помимо этого, произошло изменение положения ГНК, что привело к уменьшению запасов нефти. С учетом обозначенных причин стратегия разработки на месторождении нуждалась в обновлении, было предложено четыре варианта дальнейшей эксплуатации.

Первый вариант предлагал размещение скважин в нефтяной части по треугольной схеме с системой поддержания пластового давления. Расстояние между скважинами – 1000 м, длина горизонтальных участков – 800 м.

Во втором варианте предусмотрен отказ от системы поддержания пластового давления с сохранением добывающего фонда. Нефтяная часть так же разрабатывается по треугольной схеме размещения, геометрические параметры расположения скважин сохраняются.

В третьем варианте предлагается избирательное размещение горизонтальных скважин в зонах максимальных подвижных запасов нефти с проводимостью более  $50 \cdot 10^{-15} \text{ м}^3$ , а также увеличение длины горизонтальных стволов с 800 до 1200 метров, то есть сокращение фонда нефтяных скважин за счет данной операции.

Четвертый вариант основывается на решениях третьего, однако в южной части, где сокращение нефтенасыщенных толщин было незначительным, рекомендуется рассмотреть однорядную систему заводнения горизонтальными скважинами длиной 800 метров. Расстояние между скважинами в южной части – 800 м, длина горизонтальных участков – 800 м (южная залежь), 1200 м (центральная залежь).

Сопоставление вариантов разработки представлено в таблице 1.

В качестве наглядного итога проводится сравнение коэффициента извлечения нефти. Утвержденный проектным документом КИН должен составить 0,22. После составленных прогнозов по каждому из вариантов видно, что значения коэффициента не только малы, что дает понять об отсутствии экономического эффекта, но и практически идентичны по всем предложенным стратегиям. Несмотря на достаточное количество вариаций систем расположения скважин, плотности сеток, длины ГС, наличия или отсутствия ППД, моделируемые операции не дают продуктивного результата.

После анализа ситуации и выполнения прогнозирования на основе гидродинамической модели, схожей по геологическим и петрофизическим характеристикам с предоставленным объектом исследования, можно конкретизировать основные проблемы разработки нефтяных оторочек.

Одним из главных факторов, влияющим на величину накопленной добычи при разработке горизонтальными скважинами является время загазовывания скважины. При отборе нефти, что требует достижения значительных величин депрессии, происходит конусообразование – процесс подтягивания газа и воды к скважине за счет образования зон пониженного давления [3]. Для увеличения времени, необходимого более подвижным углеводородам, чтобы достигнуть области дренирования, необходимо подобрать оптимальную длину горизонтального участка. Чем больше данное значение, тем меньшее значение депрессии необходимо для одного дебита, тем дольше будет иметься возможность эксплуатировать нефтяную часть залежи.

Таблица 1

## Сопоставление вариантов разработки

Показатели	Вариант			
	1	2	3	4
Система размещения скважин, режим разработки	Треугольная сетка, ППД	Треугольная сетка, без ППД	Избирательная	Избирательная система + однорядная
Расстояние между скважинами, м	1000	1000	-	-/800
Фонд скважин для бурения, всего	106	60	42	50
добывающих	58	60	42	44
нагнетательных	48	-	-	6
Фонд скважин, всего	111	65	47	55
добывающих	63	65	47	49
нагнетательных	48	-	-	6
Длина ГС, м				
добывающих	800	800	1200	800-1200
нагнетательных	200	-	-	800
КИН (Утвержденный КИН = 0,22)	0,069	0,064	0,072	0,074

Оптимизация необходима не только в области рассмотрения геометрических параметров скважины как таковой, но и расположения всего фонда в целом. По причине низкой проницаемости, проявления водонапорного и газонапорного режимов большое разрежение сетки, применяемой для разработки газовых месторождений, способствует неэффективности системы ППД. Подаваемый в пласт флюид часто не достигает области дренирования добывающей скважины, способствует тем самым продвижению к ней газового объема.

Выделенные проблемы представлены на рисунке 1.

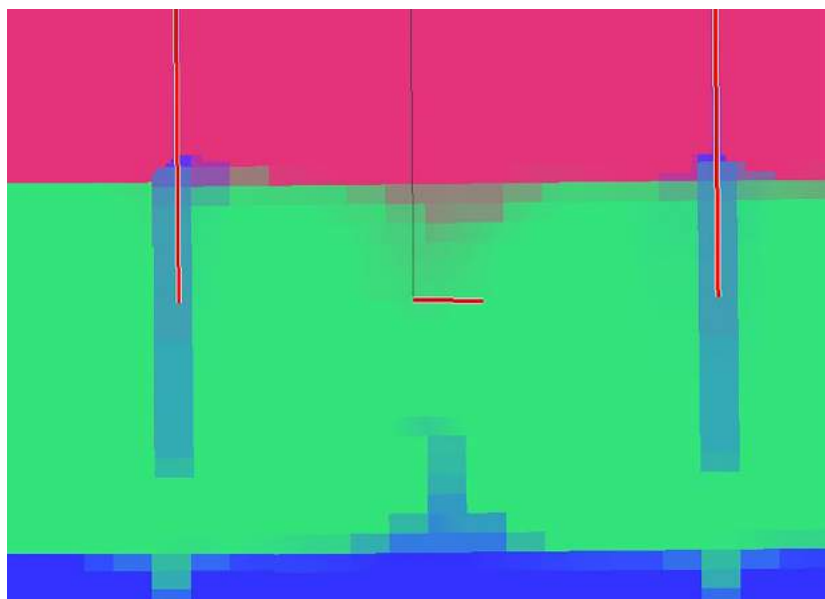


Рис. 1. Подтягивание конуса воды и газа к ГС

Поиск новых способов разработки должен заключаться в направлении максимального использования газонапорного и водонапорного режимов, выбора темпа отборов газа из газовых шапок и нефти из нефтяных оторочек, оптимизации выбираемой длины горизонтальных стволов скважин и их количества.

## Литература

1. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. - М: Струна, 1998. – 628 с.
2. Буракова С.В. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири // Вести газовой науки. – 2013. - №5(16) – с.124-132